

Закрытое Акционерное Общество
«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»

153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100
e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОДА МЕДНОГОРСКА НА ПЕРИОД ДО 2039 г.

Актуализированная версия на 2022 г.



**Обосновывающие материалы к схеме
теплоснабжения:**

**Глава 12. Обоснование инвестиций
в строительство, реконструкцию,
техническое перевооружение
и (или) модернизацию**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МЕДНОГОРСК НА ПЕРИОД ДО 2039 г. Актуализированная версия на 2022 г.

Обосновывающие материалы

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию

Генеральный директор
ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е. В. Барочкин
« ____ » _____ 2021 г.

Оглавление

Раздел 1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов.....	5
1.1. Общая часть	5
1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности..	5
1.3. Внутренние источники собственных средств	5
1.3.1. Чистая прибыль	5
1.3.2. Амортизационные отчисления.....	6
1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств.....	13
1.4.1. Эмиссия обыкновенных акций	13
1.4.2. Кредитное финансирование	14
1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов.....	16
1.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности.....	19
1.6.2. Анализ чувствительности проекта.....	20
1.7. Расчеты экономической эффективности инвестиций	20
Раздел 2. ЕТО № 1. Обоснование инвестиций в строительство, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске	24
2.1. Перечень мероприятий, запланированных для реконструкции и модернизации объектов филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс»	24
2.2. Подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, замещающих Медногорскую ТЭЦ.....	32
2.3. Подгруппа проектов строительства источника тепловой энергии, замещающего котельную №1 в пос. Ракитянка	34
2.4. Подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.....	36
2.5. Подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	36
2.6. Подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.....	36
2.7. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ЕТО № 1	36
2.8. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе, за счет ликвидации котельных	39
2.9. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с истощением эксплуатационного ресурса	39
2.10. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	42
2.11. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов	43
2.12. Подгруппа проектов перевода потребителей с открытой системы ГВС на закрытую	43
2.13. Подгруппа проектов строительства новых насосных станций	43
2.14. Подгруппа проектов реконструкции насосных станций	43

2.15. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет источников ПАО «Т Плюс»)	43
2.16. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет средств администрации МО г. Медногорск)	43
2.17. Суммарные затраты на реализацию мероприятий ЕТО № 1	45
2.18. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения ЕТО № 1	47
2.18.1. Входные данные для тарифно-балансовой модели	47
2.18.2. Выводы по результатам расчетов тарифно-балансовой модели	52
Список использованных источников	54

Раздел 1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

1.1. Общая часть

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477), «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154), «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667).

1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности

Схема финансирования строительства и перекладки магистральных тепловых сетей по программе перспективного развития теплоснабжения подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t величины накопленного сальдо денежного потока. При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию. В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

1.3. Внутренние источники собственных средств

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

1.3.1. Чистая прибыль

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

1.3.2. Амортизационные отчисления

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство. Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении. Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством. Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования. Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы. Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

1.3.3. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии и теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- 7) создание условий для привлечения инвестиций;»

В соответствии с пунктом 4 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1 (часть 1), ст. 14), плата за коммунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление (теплоснабжение, в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления).

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые коммунальные услуги, рассчитанной с учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги) (п. 4. Основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. № 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
- 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- 6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
- 7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

Основой экономических отношений в сфере теплоснабжения на сегодняшний момент является система дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Первые тарифы с применением метода доходности инвестированного капитала для организаций, осуществляющих передачу тепловой энергии, установлены в рамках реализации с 2011 г. пилотных проектов по долгосрочному тарифному регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала в сфере теплоснабжения.

Введение метода RAB регулирования принесет следующие положительные изменения:

1) Для региона: ввод новых мощностей и строительство сетей обеспечит возможность присоединения новых потребителей, а значит, будет создана база для развития абсолютно всех отраслей и организации новых рабочих мест. Развитая сетевая и инфраструктура позволит открывать новые предприятия, расширить производственные мощности, строить комфортное жилье.

2) Для бизнеса: все финансовые вложения и акционеров компании, и инвесторов будут возмещены. К тому же вкладчик получит гарантированный доход. Процент этого дохода устанавливается органами государственного регулирования цен и тарифов при установлении уровня тарифа по методу RAB.

3) Для потребителей: при новой методике тарифообразования на протяжении всего времени пользования тепловой энергией потребители будут рассчитываться по установленной государством цене, повышается надежность и качество предоставляемых услуг за счет новых инвестиций.

4) Для компаний, предоставляющих услуги: появляется возможность привлечения дополнительных инвестиций. За счет гарантированного государством процента доходности на вложенный капитал у компании появляется источник дополнительных поступлений, которые будут направлены на дальнейшее развитие сетевой инфраструктуры. С учетом того, что тариф устанавливается на 3-5 лет, компании смогут прогнозировать свои расходы и доходы сразу на несколько лет вперед. Появляется возможность планомерно снижать критичный процент износа оборудования.

Благодаря созданию резерва мощности, снижению тепловых потерь, улучшению качества теплоснабжения будет повышаться экономическая и энергетическая эффективность в сфере теплоснабжения потребителей. В настоящий момент Правительством РФ и ФСТ РФ утверждены два основных нормативных документа, регламентирующих расчет необходимой валовой выручки (НВВ) теплоснабжающего предприятия в целях финансового обеспечения инвестиционных программ:

1. Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения"

2. Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы расчета регулируемых тарифов:

«7. Тарифы в сфере теплоснабжения рассчитываются на основании необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной для соответствующего регулируе-

мого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) и тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются в соответствии с календарной разбивкой, предусмотренной предельными (минимальными и (или) максимальными) уровнями тарифов на тепловую энергию (мощность), установленными федеральным органом регулирования». Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы регулирования тарифов органами регулирования:

«10. Регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения регулируемыми организациями раздельного учета объема тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с осуществлением следующих видов деятельности:

а) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;

б) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии менее 25 МВт;

в) производство тепловой энергии (мощности) не в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии;

г) производство теплоносителя;

д) передача тепловой энергии и теплоносителя;

е) сбыт тепловой энергии и теплоносителя;

ж) подключение к системе теплоснабжения;

з) поддержание резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии.

При установлении цен (тарифов) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по различным регулируемым видам деятельности.

11. Необходимая валовая выручка регулируемой организации должна возмещать ей экономически обоснованные расходы и обеспечивать экономически обоснованную прибыль по каждому регулируемому виду деятельности.

12. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, а также в соответствии с настоящими Методическими указаниями».

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 определяет основные методы ценообразования в сфере теплоснабжения, к которым относятся:

«а) метод экономически обоснованных расходов (затрат);

б) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;

в) метод индексации установленных тарифов;

г) метод сравнения аналогов».

Необходимая валовая выручка организации при применении метода экономически обоснованных расходов (затрат) определяется как сумма планируемых на расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), величины налога на прибыль, а также экономически обоснованных расходов регулируемой организации». При использовании метода экономически обоснованных расходов НВВ (раздел IV п. 23 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») не-

обходимая валовая выручка (далее также - НВВ) на *i*-й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с методом экономически обоснованных расходов, рассчитывается по формуле:

$$HBB_i = (P_{1,i} + P_{2,i} + H_i) / - \Delta HBB_i \quad (\text{тыс. руб})$$

где: $P_{1,i}$ – планируемые на *i*-й расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), тыс. руб.; $P_{2,i}$ – планируемые на *i*-й расчетный период регулирования расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), тыс. руб.; H_i – планируемая на *i*-й расчетный период регулирования величина налога на прибыль, определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, тыс. руб.; ΔHBB_i – величина, учитывающая экономически обоснованные расходы регулируемой организации (выпадающие доходы), подлежащие возмещению (со знаком "+") в *i*-м расчетном периоде регулирования, необоснованные расходы, подлежащие исключению из НВВ (со знаком "-") в *i*-м расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 12 настоящих Методических указаний, а также экономию от сокращения потребления энергетических ресурсов, холодной воды, теплоносителя, подлежащую учету в НВВ в *i*-м расчетном периоде регулирования и определяемую в соответствии с пунктом 31 Методических указаний.

Необходимая валовая выручка организации при применении метода индексации установленных тарифов (раздел V п. 32 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») НВВ на *i*-й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не изменяются:

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 37 настоящих Методических указаний;

2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования для каждой регулируемой организации с учетом утвержденной для нее инвестиционной программы. Индекс эффективности операционных расходов устанавливается в размере от 1 до 5 процентов в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям;

3) нормативный уровень прибыли, устанавливаемый органом регулирования на каждый расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний;

4) уровень надежности теплоснабжения, соответствующий утвержденным в установленном порядке долгосрочным инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

5) показатели энергосбережения и энергетической эффективности - если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

6) реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повыше-

ния энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

7) динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива».

Необходимая валовая выручка регулируемой организации в случае применения метода индексации установленных тарифов отдельно на каждый i -й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе - i -й год), определяется по формуле:

$$HBB_i^D = OP_i + HP_i + PЭ_i + П_i + \Delta P_{эз,i}, \text{ (тыс. руб.)},$$

где: OP_i – операционные (подконтрольные) расходы в i -м году, определяемые в соответствии с пунктом 36 Методических указаний, тыс. руб.; HP_i – неподконтрольные расходы в i -м году, определяемые в соответствии с пунктом 39 Методических указаний, тыс. руб.; $PЭ_i$ – расходы на покупку энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя, холодной воды и теплоносителя в i -м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 Методических указаний, тыс. руб.; $П_i$ – прибыль, устанавливаемая органом регулирования на i -й год в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний, тыс. руб.; $\Delta P_{эз,i}$ – величина, определяемая на i -й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

При применении метода обеспечения доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка регулируемой организации устанавливается на каждый год долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования, определяемых в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», и включает в себя текущие расходы, средства, обеспечивающие возврат инвестированного капитала, и средства, обеспечивающие получение дохода на инвестированный капитал. HBB на i -й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются (раздел VI п. 53 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»):

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый в соответствии с Методическими указаниями;

2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

3) норматив чистого оборотного капитала, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

4) размер инвестированного капитала, установленный органом регулирования при переходе к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала или на первый год очередного долгосрочного периода регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

5) норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями, включая норму доходности на капитал, инвестированный до перехода к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала;

6) сроки возврата инвестированного капитала, устанавливаемые в соответствии с Правилами установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении" (далее - Правила установления долгосрочных параметров регулирования, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075;

7) уровень надежности теплоснабжения, соответствующий долгосрочным утвержденным в установленном порядке инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

8) показатели энергосбережения и энергетической эффективности – если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

9) реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

10) динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива.

.....

60. До начала долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов орган регулирования рассчитывает необходимую валовую выручку регулируемой организации отдельно на каждый i -й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе - i -й год), HBB_i^D по формуле:

$$HBB_i^D = OP_i + HP_i + PЭ_i + BK_i + ДК_i + ΔРез_i, \text{ (тыс. руб.)},$$

где: OP_i – операционные (подконтрольные) расходы в i -м году, определяемые в соответствии с пунктами 36 - 37 настоящих Методических указаний, и учитывающие расходы, указанные в подпунктах 1 - 9 пункта 37 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

HP_i – неподконтрольные расходы в i -м году, определяемые в соответствии с пунктом 61 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$РЭ_i$ – расходы на приобретение энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя), холодной воды и теплоносителя в i -м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

BK_i – возврат инвестированного капитала, определяемый на i -й год в соответствии с пунктом 62 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$ДК_i$ – доход на инвестированный капитал, определяемый на i -й год в соответствии с пунктом 70 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta P_{\text{рез}i}$ – величина, определяемая на i -й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

Метод сравнения аналогов применяется в целях установления долгосрочных тарифов для регулируемой организации на основе анализа зависимости величины расходов прочих регулируемых организаций, осуществляющих аналогичный регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения, от предусмотренных методическими указаниями показателей, характеризующих в том числе физические параметры производственных объектов.

При использовании метода сравнения аналогов (раздел VII. п. 90 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») применяются следующие основные методологические положения по формированию необходимой валовой выручки:

«90. При расчете тарифов методом сравнения аналогов необходимая валовая выручка определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются:

- 1) базовый уровень расходов;
- 2) индекс снижения расходов.

Разделом VIII (п. 102) определены особенности расчета необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии:

«102. При применении метода экономически обоснованных расходов расчет необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, производится в следующей последовательности:

1) определение совокупной необходимой валовой выручки, относимой на производство электрической и тепловой энергии, на основании принципов и с использованием данных раздельного учета, осуществляемого в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения и учетной политикой регулируемой организации;

2) выделение из указанной совокупной необходимой валовой выручки прямых и косвенных расходов, относимых на производство тепловой энергии (мощности) в соответствии с пунктом 103 настоящих Методических указаний».

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию или платить меньшую цену за услуги этих компаний.

1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств

1.4.1. Эмиссия обыкновенных акций

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

•этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;

•акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;

- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;

- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;

- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;

- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций относится:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большому числу владельцев;

- возможность потери контроля над предприятием;

- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;

- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;

- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

1.4.2. Кредитное финансирование

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций. Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1 - t) \times (ROA - r) \times \left(\frac{D}{E} \right)$$

где: DFL – эффект финансового рычага, в процентах; t – ставка налога на прибыль, в относительной величине; ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %; r – ставка процента по заемному капиталу, в %; D – заемный капитал; E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски. Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. **Отрицательный эффект** (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие **эффекта финансового рычага** представлены на рис. 1.4.1.

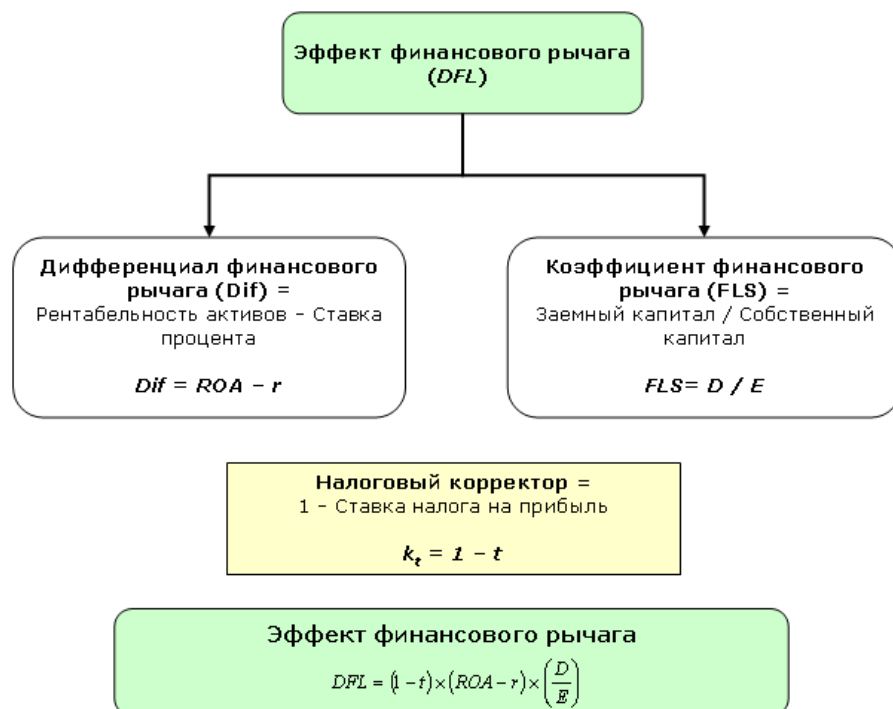


Рис. 1.4.1. Составляющие эффекта финансового рычага

Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент $(1 - t)$, который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль. Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где: r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации. Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E): $FLS = D/E$. Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала. По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ни-

же прироста доходности вложений в активы. Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается. Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

если	$ROA > i,$
то	$ROE > ROA$
и	$\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом $(ROA - i)$, так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск. Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг. **Операционно-финансовый рычаг** наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477).

1.5.1. Основные принципы оценки эффективности

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;

- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России. Для формирования долгосрочных показателей используются:

- государственные сметные нормативы НЦС 81-02-13-2020 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. N 1011/пр)

Для пятилетнего периода величины финансовых потребностей индексируются отдельно для каждого года периода в соответствии с данными табл. 1.5.1, затем суммируются.

Для формирования долгосрочных показателей используются:

- Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов;

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2039 года.

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 1.5.1.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-изыскательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого за базовый (конец нулевого шага). Длительность расчетного периода проекта – 10 лет.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта. При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют. Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

Таблица 1.5.1

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
	факт	прогноз																		
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация оптовых цен для населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация тарифов на транспортировку газа по магистральным и распределительным газопроводам	июль 3,2%	июль 3,7%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 4,0%	Июль 2-3%	Июль 2-3%	Июль 2-3%	Июль 2-3%	Июль 2-3%	Июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
Электроэнергия - индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация тарифов для населения	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%
Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги - размеры индексации	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%
Инвестиции в основной капитал (Приложение 2. Макро базовый), % г/г	105,6	105,1	105,3	105,5	105,6	104,3	104,2	104,1	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ) (Приложение 4. ИПЦ базовый): - в среднем за год, %	103,4	105,2	103,8	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0

1.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

К притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

К оттокам - производственные издержки, налоги.

1.6.1. Дисконтирование денежных потоков

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени. Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения f_m на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i = 0,055 + 0,05 = 0,105$$

где E - ставка дисконтирования с учетом риска;

r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

В величине поправки на риск в общем случае учитывается риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

• Чистая прибыль + амортизация - возврат долга нарастающим итогом за расчетный период;

$$PV(k) = \sum_{m=0}^k \phi_m$$

• Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - IC$$

• Внутренняя норма доходности IRR;

$$\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} - IC = 0$$

- Индекс рентабельности инвестиций PI;
- Степень устойчивости проекта;
 $IRR - E$
- Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

- Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

1.6.2. Анализ чувствительности проекта

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют + - 15 % с шагом изменения 5%.

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

1.7. Расчеты экономической эффективности инвестиций

В соответствии с "Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (утв. Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154) определяют объем информации, содержащейся в Главе 12:

«Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию" содержит:

а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

б) обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

в) расчеты экономической эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения».

В соответствии с «Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения» (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212):

«161. Базовыми принципами оценки эффективности инвестиций в системы теплоснабжения независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей, должны являться:

сопоставимость условий сравнения разных проектов (прежде всего энергетическая сопоставимость);

рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода);

моделирование финансирования проектов, включающее все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и их расход за расчетный период;

принцип положительности и максимизации инвестиционного эффекта;

учет фактора времени.

162. Оценка эффективности инвестиций должна осуществляться:

- для отдельных проектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью до 5 МВт;

- для отдельных проектов строительства, технического перевооружения и (или) модернизации котельных, в том числе связанных с переводом на местные виды топлива и использование возобновляемых ресурсов;

- для отдельных проектов технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью более 5 МВт, если проекты не отобраны в рамках реализации программы модернизации тепловых электростанций;

- для отдельных проектов строительства и реконструкции транзитных и магистральных теплопроводов при реализации проектов дальнего теплоснабжения;

- в остальных случаях для ЕТО в составе структуры проектов мастер-плана для источников тепловой энергии и тепловых сетей отдельно.

163. Для оценки эффективности инвестиций должна быть разработана тарифно-балансовая модель ЕТО в соответствии с таблицей П47.2 приложения N 47 к настоящим *Методическим указаниям*.

164. Тарифно-балансовая модель должна быть сформирована исходя из следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации *схемы теплоснабжения*:

индексы-дефляторы предусмотренные в утвержденном (одобренном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, *разработанном* в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. N 1234 "О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации"

(Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6598; 2017, N 38, ст. 5627; 2018, N 19, ст. 2737; N 50, ст. 7755) (далее - индексы-дефляторы, прогноз социально-экономического развития Российской Федерации);

баланс тепловой мощности;

баланс тепловой энергии;

топливный баланс;

баланс теплоносителей;

балансы электрической энергии;

балансы холодной воды питьевого качества;

тарифы на покупные энергоносители и воду;

производственные расходы товарного отпуска;

производственная деятельность;

инвестиционная деятельность;

финансовая деятельность;

проекты по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

165. Для разработки тарифно-балансовой модели должен использоваться прогноз социально-экономического развития Российской Федерации.

166. В показателе "Балансы тепловой мощности" должны быть учтены перспективные балансы тепловой мощности в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы V настоящих Методических указаний.

167. В показателе "Балансы тепловой энергии" должны быть отражены перспективные балансы тепловой энергии в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

168. В показателе "Топливный баланс" должна быть отражена перспективная потребность в топливе в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы XI настоящих Методических указаний.

169. В показателе "Балансы теплоносителей" должна быть отражена перспективная потребность в теплоносителе для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к теплопотребляющим установкам потребителей в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

170. В показателе "Балансы электрической энергии" должна быть отражена перспективная потребность в электрической энергии для обеспечения функционирования технологического оборудования котельных, насосных станций тепловых сетей, ЦТП, контрольно-распределительных пунктов и другого оборудования на тепловых сетях и источниках их обеспечения в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО.

171. В показателе "Балансы холодной воды питьевого качества" должна быть отражена перспективная потребность в холодной воде питьевого качества, производимой или покупаемой теплоснабжающей организацией для технологических целей функционирования источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки, котельных, тепловых сетей, ЦТП.

172. В показателе "Тарифы на покупные энергоносители и воду" должны быть отражены перспективные цены на покупаемые теплоснабжающей организацией первичные энерго-

ресурсы и воду. Для формирования целевых показателей роста тарифов необходимо использовать прогнозные индексы-дефляторы.

173. Показатель "Производственные расходы товарного отпуска" должен устанавливаться по материалам тарифных дел в периоды регулирования и с учетом индексов-дефляторов в перспективные периоды, а так же с учетом изменения балансов тепловой мощности и тепловой энергии.

174. Показатели "Производственная деятельность", "Инвестиционная деятельность" и "Финансовая деятельность" должны отражать формирование потоков денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающей организации с учетом реализации проектов по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, указанных в схеме теплоснабжения, и источников покрытия финансовых потребностей для их реализации.

175. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию" должна содержать описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности в ретроспективном периоде.

176. В ценовых зонах теплоснабжения пункты 163 - 175 настоящих *Методических указаний* должны применяться в отношении инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности в сфере *теплоснабжения*.»

Раздел 2. ЕТО № 1. Обоснование инвестиций в строительство, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске

2.1. Перечень мероприятий, запланированных для реконструкции и модернизации объектов филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс»

Мероприятия на источниках теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности предполагается финансировать за счет следующих источников:

- амортизация;
- прибыль;
- прочие собственные средства.

Мероприятия на тепловых сетях, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске предполагается финансировать за счет следующих источников:

- амортизация;
- прибыль;
- прочие собственные средства.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (п. 16): "Предложения по инвестированию средств в существующие объекты или инвестиции, предполагаемые для осуществления определенными организациями, указываются в схеме теплоснабжения только при наличии согласия лиц, владеющих данными объектами на праве собственности или ином законном основании, или соответствующих организаций на реализацию инвестиционных проектов».

Объемы инвестиций в прогнозируемых ценах с НДС, запланированных для реконструкции и модернизации объектов ЕТО № 1 Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске приведены в табл. 2.1.1 и 2.1.2.

Таблица 2.1.1

Стоимость проектов	Планируемые капитальные вложения Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
	A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Проекты ЕТО № 1									
Всего стоимость проектов	47 744,04	43 657,60	232 979,08	247 123,50	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Всего стоимость проектов накопленным итогом	47 744,04	91 401,64	324 380,72	571 504,22	572 104,22	579 753,16	621 580,72	672 675,19	742 488,62
Источники инвестиций, в том числе:	47 744,04	43 657,61	232 979,08	247 123,50	600,00	7 648,94	41 827,56	38 210,06	82 697,83
Собственные средства, в том числе:	39 786,70	36 381,34	194 149,23	205 936,25	500,00	6 374,12	34 856,30	31 841,72	68 914,86
Амортизация	39 673,40	34 002,54	183 836,83	184 395,85	500	6 374,12	34 856,30	31 841,72	68 914,86
Средства из прибыли	113,3	2 378,80	10 312,40	21 540,40	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:	7 957,34	7 276,27	38 829,85	41 187,25	100,00	1 274,82	6 971,26	6 368,34	13 782,97
НДС	7 957,34	7 276,27	38 829,85	41 187,25	100,00	1 274,82	6 971,26	6 368,34	13 782,97
Источники инвестиций нарастающим итогом	47 744,04	91 401,65	324 380,72	571 504,22	572 104,22	579 753,17	621 580,73	659 790,79	742 488,62
Группа проектов 001-01.00.000.000. "Источники теплоснабжения"									
Всего стоимость группы проектов	1 359,60	7 348,00	186 607,50	216 163,50	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 359,60	8 707,60	195 315,10	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60
Источники инвестиций, в том числе:	1 359,60	7 348,00	186 607,50	216 163,50	0	0	0	0	0
Собственные средства, в том числе:	1 133,00	6 123,33	155 506,25	180 136,25	0	0	0	0	0
Амортизация	1 019,70	3 744,53	145 193,85	158 595,85	0	0	0	0	0
Средства из прибыли	113,3	2 378,80	10 312,40	21 540,40	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:	226,60	1 224,67	31 101,25	36 027,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НДС	226,60	1 224,67	31 101,25	36 027,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов 001-01.01.000.000. Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки									
Всего стоимость группы проектов	1 359,60	7 348,00	186 607,50	216 163,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 359,60	8 707,60	195 315,10	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60	411 478,60

Стоимость проектов		Планируемые капитальные вложения Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Подгруппа проектов	001-.01.01.001.001.	Реконструкция схемы теплоснабжения г. Медногорска по переводу нагрузки с МТЭЦ на БМК								
Всего стоимость группы проектов		0	7 348,00	186 607,50	199 507,50	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0	7 348,00	193 955,50	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00
Подгруппа проектов	001-.01.01.002.002.	Строительство БМК (ул. Больничная, 1)								
Всего стоимость группы проектов		1 359,60	0	0	16 656,00	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		1 359,60	1 359,60	1 359,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60
Подгруппа проектов 001-01.02.000.000. Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-01.03.000.000. Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов, в том числе		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-01.04.000.000. Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки										
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Группа проектов 001-02.00.000.000. Тепловые сети и сооружения на них										
Всего стоимость проектов		46 384,44	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Всего смета проектов нарастающим итогом		46 384,44	82 694,04	129 065,62	160 025,62	160 625,62	168 274,56	210 102,12	261 196,59	331 010,02
Источники инвестиций, в том числе:		46 384,44	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Собственные средства, в том числе:		38 653,70	30 258,00	38 642,98	25 800,00	500,00	6 374,12	34 856,30	42 578,72	58 177,86
Амортизация		38 653,70	30 258,00	38 642,98	25 800,00	500,00	6 374,12	34 856,30	42 578,72	58 177,86
Средства из прибыли		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:		7 730,74	6 051,60	7 728,60	5 160,00	100,00	1 274,82	6 971,26	8 515,74	11 635,57
НДС		7 730,74	6 051,60	7 728,60	5 160,00	100,00	1 274,82	6 971,26	8 515,74	11 635,57
Подгруппа проектов 001-02.01.000.000. Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки										

Стоимость проектов		Планируемые капитальные вложения Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
В ценовых зонах теплоснабжения не учитываются										
Подгруппа проектов 001-02.02.000.000. Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных										
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-02.03.000.000. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса										
Всего стоимость проектов		39 129,90	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Всего смета проектов нарастающим итогом		39 129,90	75 439,50	121 811,08	152 771,08	153 371,08	161 020,02	202 847,58	253 942,05	323 755,48
Подгруппа проектов	001-.02.03.001.007.	Техническое перевооружение квартальных тепловых сетей г. Медногорска с заменой изоляции								
Всего стоимость группы проектов		7 261,50	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50	7 261,50
Подгруппа проектов	001-.02.03.002.008.	Техническое перевооружение системы ГВС от ЦТП №7								
Всего стоимость группы проектов		0	0	29 368,29	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0	0	29 368,29	29 368,29	29 368,29	29 368,29	29 368,29	29 368,29	29 368,29
Подгруппа проектов	001-.02.03.003.009.	Техническое перевооружение системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС)								
Всего стоимость группы проектов		31 388,40	35 949,60	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		31 388,40	67 338,00	67 338,00	67 338,00	67 338,00	67 338,00	67 338,00	67 338,00	67 338,00
Подгруппа проектов	001-.02.03.004.010.	Техническое перевооружение теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г.Медногорск								
Всего стоимость группы проектов		480	0	17 003,29	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		480	480	17 483,29	17 483,29	17 483,29	17 483,29	17 483,29	17 483,29	17 483,29
Подгруппа проектов	001-.02.03.005.011.	Техническое перевооружение теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2)								
Всего стоимость группы проектов		0	360	0	30 960,00	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0	360	360	31 320,00	31 320,00	31 320,00	31 320,00	31 320,00	31 320,00
Подгруппа проектов	001-.02.03.006.012.	ТП КТС и оборудования ЦТП г. Медногорска								
Всего стоимость группы проектов		0	0	0	0	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0	0	0	0	600,00	8 248,94	50 076,50	101 170,97	170 984,40

Стоимость проектов		Планируемые капитальные вложения Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Подгруппа проектов	001-02.04.000.000.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.05.000.000.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.06.000.000.	Строительство новых насосных станций								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.07.000.000.	Реконструкция насосных станций								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.08.000.000.	Строительство и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.								
Всего стоимость проектов		7 254,54	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54
Подгруппа проектов	001-.02.08.007.013.	Автоматизация ЦТП, г. Медногорск								
Всего стоимость группы проектов		7 254,54	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54	7 254,54

Таблица 2.1.2

Стоимость проектов	Планируемые капитальные вложения Администрации г. Медногорск в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
	A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Проекты Администрации г. Медногорск									
Всего стоимость проектов	3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проектов накопленным итогом	3 000,00	5 276,40	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60
Источники инвестиций, в том числе:	3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Собственные средства, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства	2 500,00	1 897,00	2 916,00	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:	500,00	379,40	583,20	0	0	0	0	0	0
НДС	500,00	379,40	583,20	0	0	0	0	0	0
Источники инвестиций нарастающим итогом	3 000,00	5 276,40	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60
Группа проектов 001-01.00.000.000. "Источники теплоснабжения"									
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Источники инвестиций, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные средства, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-01.01.000.000. Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки									
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Стоимость проектов	Планируемые капитальные вложения Администрации г. Медногорск в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
	A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Подгруппа проектов 001-01.02.000.000. Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки									
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-01.03.000.000. Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки									
Всего стоимость проектов, в том числе	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-01.04.000.000. Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки									
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Группа проектов 001-02.00.000.000. Тепловые сети и сооружения на них									
Всего стоимость проектов	3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом	3 000,00	5 276,40	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60
Источники инвестиций, в том числе:	3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Собственные средства, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства за присоединение потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие собственные средства	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бюджетные средства	2 500,00	1 897,00	2 916,00	0	0	0	0	0	0
Прочие источники, в том числе:	500,00	379,40	583,20	0	0	0	0	0	0
НДС	500,00	379,40	583,20	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-02.01.000.000. Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки									
В ценовых зонах теплоснабжения не учитываются									
Подгруппа проектов 001-02.02.000.000. Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных									
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001-02.03.000.000. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса									
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Стоимость проектов		Планируемые капитальные вложения Администрации г. Медногорск в реализацию мероприятий в прогнозных ценах с учетом НДС, тыс. руб.								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.04.000.000.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.05.000.000.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.06.000.000.	Строительство новых насосных станций								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.07.000.000.	Реконструкция насосных станций								
Всего стоимость проектов		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001-02.08.000.000.	Строительство и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.								
Всего стоимость проектов		3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов нарастающим итогом		3 000,00	5 276,40	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60
Подгруппа проектов	001-.02.08.008.014.	Техническое перевооружение ЦТП №7								
Всего стоимость группы проектов		3 000,00	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		3 000,00	5 276,40	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60	8 775,60

2.2. Подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, замещающих Медногорскую ТЭЦ

Оценка финансовых потребностей для строительства новых источников тепловой энергии

В составе целевого сценария развития выполняется ликвидация МТЭЦ с 01.01.2024 и строительство замещающих БМК до 2023 года в центре нагрузок.

Мероприятия, осуществляемые при выводе из эксплуатации Медногорской ТЭЦ:

- по зоне ул. Комсомольская – строительство блочной автоматизированной котельной «Комсомольская» установленной мощностью 36 МВт (31 Гкал/ч);
- по зоне ул. Сортировочная - строительство блочной автоматизированной котельной «Сортировочная» установленной мощностью 12 МВт (10,3 Гкал/ч);
- по зоне ул. Солнечная – строительство блочной автоматизированной котельной «Солнечная» установленной мощностью 18 МВт (15,5 Гкал/ч).»;

Мероприятия по выводу из эксплуатации Медногорской ТЭЦ Филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» в г. Медногорске приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Причина реализации	Период реализации		Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации
			начало	окончание	
1	Новая БМК-1 «Комсомольская»	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	71 469,52
2	Новая БМК-2 "Солнечная"	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	107 551,23
3	Новая БМК-3 "Центральная"	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	215 102,45
	ИТОГО				394 123,20

Целевой сценарий развития предполагает так же:

1. Строительство 7 индивидуальных КНР для 9 потребителей, не попадающих в зону теплоснабжения новых источников - 3,4258 Гкал/ч

2. Вывод из эксплуатации тепловых сетей крупного диаметра. Всего 6,7 км (в двухтрубном исчислении).

Обобщенная стоимость мероприятий по выводу из эксплуатации Медногорской ТЭЦ с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,00	306,17	7 775,31	8 312,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16 394,29
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	0,00	367,40	9 330,37	9 975,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19 673,15
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	0,00	5 327,30	135 290,44	144 642,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	285 260,67
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,00	6 000,87	152 396,12	162 931,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	321 328,12
Непредвиденные рас-	тыс. руб.	0,00	122,47	3 110,12	3 325,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 557,72

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ходы											
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	0,00	6 123,33	155 506,25	166 256,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	327 885,83
НДС	тыс. руб.	0,00	1 224,67	31 101,25	33 251,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65 577,17
Всего смета проекта	тыс. руб.	0,00	7 348,00	186 607,50	199 507,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	393 463,00

Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах приведена в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	0,00	7 348,00	186 607,50	199 507,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	7 348,00	193 955,50	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00	393 463,00

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства новых источников тепловой энергии

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства новых источников тепловой энергии

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- снизить тепловые потери за счёт сокращения протяженности тепловых сетей, частичной замены теплотрасс на новые трубопроводы в современной изоляции, вывода из эксплуатации тепловых сетей крупного диаметра, за счет снижения температурного графика тепловой сети;

- привести температуры обратной сетевой воды к графическим значениям с исключением перегрева;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить количество перерасчетов за некачественное горячее водоснабжение;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;
- снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Улучшить экологическую обстановку за счет снижения расхода топлива на источнике теплоснабжения и применения горелочных устройств нового поколения.
- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.3. Подгруппа проектов строительства источника тепловой энергии, замещающего котельную №1 в пос. Ракитянка

Оценка финансовых потребностей для строительства новых источников тепловой энергии

Котельная № 1 в пос. Ракитянка характеризуется физическим износом основного оборудования, зданий и сооружений, повышенными эксплуатационными и ремонтными затратами, высоким процентом топливной составляющей в себестоимости тепловой энергии, негативным воздействием на окружающую среду из-за устаревших технологий химводочистки, отсутствием автоматизации.

Мероприятия, осуществляемые при выводе из эксплуатации котельной № 1 в пос. Ракитянка:

- строительство блочной автоматизированной котельной установленной мощностью 2,5 Гкал/ч.

Мероприятия по строительству блочной автоматизированной котельной приведены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Причина реализации	Период реализации		Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации
			начало	окончание	
1	Новая БМК «Больничная»	Реализация целевого сценария развития	2021	2023	18 015,6
	ИТОГО				18 015,6

Обобщенная стоимость мероприятий по установке новой котельной с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	56,65	0,00	0,00	694,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	750,65
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	67,98	0,00	0,00	832,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,78
стоимость мате-	тыс.	985,71	0,00	0,00	12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 061,31

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
риалов и строительно-монтажные работы	руб.				075,60						
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 110,34	0,00	0,00	13 602,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 712,74
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	22,66	0,00	0,00	277,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	300,26
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 133,00	0,00	0,00	13 880,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 013,00
НДС	тыс. руб.	226,60	0,00	0,00	2 776,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 002,60
Всего смета проекта	тыс. руб.	1 359,60	0,00	0,00	16 656,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 015,60

Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах приведена в табл. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	1 359,60	0,00	0,00	16 656,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 359,60	1 359,60	1 359,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60	18 015,60

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства новых источников тепловой энергии

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для строительства новых источников тепловой энергии

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- Снизить потребление энергоресурсов.
- Повысить надежность.

- Увеличение ресурса оборудования.
- Снизить себестоимость тепловой энергии.
- Увеличить экономическую и техническую эффективность производства.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.4. Подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.5. Подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.6. Подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.7. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ЕТО № 1

Оценка финансовых потребностей строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

В соответствии с Генеральным планом г. Медногорск определены перспективные площадки строительства, для которых необходимо выполнить техническое подключение к источникам теплоснабжения.

Стоимость строительства рассчитана на основании:

- НЦС 81-02-13-2021. Сборник N 13.
- НЦС 81-02-17-2021. Сборник N 17. Озеленение

Использованы следующие коэффициенты:

- Коэффициенты перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен субъектов Российской Федерации;
- Коэффициенты, учитывающие изменение стоимости строительства на территориях субъектов Российской Федерации, связанные с климатическими условиями;
- Коэффициенты, учитывающие изменение стоимости строительства при строительстве объектов в стесненных условиях застроенной части городов.

Если параметр объекта отличается от указанного в таблицах НЦС, показатель НЦС рассчитывается путем интерполяции.

Перечень трубопроводов для осуществления технического подключения к источникам, находящимся в эксплуатационной ответственности филиала Оренбургский ПАО «Т Плюс» приведен в табл. 2.7.1.

Таблица 2.7.1

№ п/п	Перспективный потребитель	Протяженность участка в 2-х тр. исп., м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки	изоляция	Затраты с НДС, тыс.руб.
1	Строительство на территории МАУ СК «Стадион Труд» здания ФОК, ул. Комсомольская, 11а	80	2020	70	Подземная бесканальная	ППУ	610,00
2	Строительство детского сада-яслей на 220 мест в г. Медногорске, ул. Советская, д. 4а	20(Отопление)	2024	70(Отопление)	Подземная бесканальная	ППУ	260,00
		40(ГВС)		50(ГВС)	Подземная бесканальная	ППУ	
3	Строительство плавательного бассейна в г. Медногорске, ул. Комсомольская, 11а	50	2024	70	Подземная бесканальная	ППУ	380,00
4	Строительство многоквартирного жилого дома в г. Медногорске, ул. М. Горького, земельный участок с кадастровым номером 56:41:0103046:29	20(Отопление)	2021	50(Отопление)	Подземная бесканальная	ППУ	220,00
		40(ГВС)		50(ГВС)	Подземная бесканальная	ППУ	
Итого							1 470,00

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.7.2.

Таблица 2.7.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	25,42	9,17	0,00	0,00	26,67	0,00	0,00	0,00	0,00	61,25
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	30,50	11,00	0,00	0,00	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,50
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	442,25	159,50	0,00	0,00	464,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 065,75
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	498,17	179,67	0,00	0,00	522,67	0,00	0,00	0,00	0,00	1 200,50
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	10,17	3,67	0,00	0,00	10,67	0,00	0,00	0,00	0,00	24,50
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	508,33	183,33	0,00	0,00	533,33	0,00	0,00	0,00	0,00	1 225,00
НДС	тыс. руб.	101,67	36,67	0,00	0,00	106,67	0,00	0,00	0,00	0,00	245,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	610,00	220,00	0,00	0,00	640,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 470,00

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.7.3.

Таблица 2.7.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	610,00	220,00	0,00	0,00	640,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	610,00	830,00	830,00	830,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

Мероприятия по техническому подключению зон перспективной застройки финансируются за счет платы за подключение.

Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

Расчет стоимости подключения к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075.

Стоимость подключения к тепловым сетям рассчитана для суммарного роста отпуска тепловой энергии потребителям. Прогнозируемый рост отпуска тепловой энергии за счет присоединения зон перспективного теплоснабжения приведен в табл. 2.7.4.

Таблица 2.7.4

Площадка	Период									ИТОГО
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	
Строительство на территории МАУ СК «Стадион Труд» здания ФОК, ул. Комсомольская, 11а	0,094									0,094
Строительство детского сада-яслей на 220 мест в г. Медногорске, ул. Советская, д. 4а					0,38					0,38
Строительство плавательного бассейна в г. Медногорске, ул. Комсомольская, 11а					0,59					0,59
Строительство многоквартирного жилого дома в г. Медногорске, ул. М. Горького, земельный участок с кадастровым номером 56:41:0103046:29		0,31								0,31
Общий итог с учетом сноса зданий	0,094	0,31			0,97					1,374

Расчет средневзвешенной платы за техническое подключение в зоне действия ООО «Нижегородтеплогаз» (ЕТО № 1) приведен без учета НДС табл. 2.7.5.

Таблица 2.7.5

Показатель	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
в прогнозируемых ценах без НДС	тыс. руб.	508,33	183,33	0,00	0,00	533,33	0,00	0,00	0,00	0,00	1 225,00
Прибыль подрядчика	тыс. руб.	50,83	18,33	0,00	0,00	53,33	0,00	0,00	0,00	0,00	122,50
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	10,17	3,67	0,00	0,00	10,67	0,00	0,00	0,00	0,00	24,50
Итого	тыс. руб.	569,33	205,33	0,00	0,00	597,33	0,00	0,00	0,00	0,00	1 372,00
Итого в расчете на 1 Гкал/час в прогнозируемых ценах	тыс. руб.	6 056,74	668,84	0,00	0,00	521,69	0,00	0,00	0,00	0,00	887,45

2.8. Подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе, за счет ликвидации котельных

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.9. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Оценка финансовых потребностей для реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции трубопроводов для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса :

- Техническое перевооружение квартальных тепловых сетей и оборудования ЦТП г. Медногорска;
- Техническое перевооружение теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2);
- Техническое перевооружение теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г. Медногорск;
- Техническое перевооружение системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС);
- Техническое перевооружение системы ГВС от ЦТП №7;
- Техническое перевооружение квартальных тепловых сетей г. Медногорска с заменой изоляции.

Обобщенные сведения о финансовых потребностях для реализации мероприятий приведены в табл. 2.9.1.

Таблица 2.9.1

Мероприятия	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
Техническое перевооружение тепловых сетей г. Медногорска	тыс. руб.	39 129,90	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44	323 755,49
Техническое перевооружение квартальных тепловых сетей г. Медногорска с заменой изоляции	тыс. руб.	7 261,500	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7 261,50
Техническое перевооружение системы ГВС от ЦТП №7	тыс. руб.	0,000	0,000	29 368,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29 368,29
Техническое перевооружение системы теплоснабжения потребителей МТЭЦ по ул. Комсомольская (стр-во ЦТП, т/т, линии ГВС)	тыс. руб.	31 388,400	35 949,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	67 338,00
Техническое перевооружение теплотрассы М-2 от СК-9 до СК-11, протяжённость участка 220 м, диаметр трубопровода 325 мм, г.Медногорск	тыс. руб.	480,000	0,000	17 003,288	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17 483,29
Техническое перевооружение теплотрассы М-2-участок от СК-4 до Гайдара 14а, протяженность участка 200м, диаметр трубопровода 426мм (ПИР и СМР) Медногорск (М-2)	тыс. руб.	0,000	360,000	0,000	30 960,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	31 320,00
ТП КТС и оборудования ЦТП г. Медногорска	тыс. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44	170 984,41

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.9.2.

Таблица 2.9.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 630,41	1 512,90	1 932,15	1 290,00	25,00	318,71	1 742,81	2 128,93	2 908,89	13 489,81
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 956,50	1 815,48	2 318,58	1 548,00	30,00	382,45	2 091,38	2 554,73	3 490,68	16 187,77
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	28 369,18	26 324,46	33 619,40	22 446,00	435,00	5 545,48	30 324,98	37 043,49	50 614,75	234 722,73
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	31 956,09	29 652,84	37 870,12	25 284,00	490,00	6 246,63	34 159,17	41 727,16	57 014,32	264 400,32
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	652,17	605,16	772,86	516,00	10,00	127,48	697,13	851,58	1 163,57	5 395,92
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	32 608,25	30 258,00	38 642,98	25 800,00	500,00	6 374,12	34 856,30	42 578,73	58 177,87	269 796,24
НДС	тыс. руб.	6 521,65	6 051,60	7 728,60	5 160,00	100,00	1 274,82	6 971,26	8 515,75	11 635,57	53 959,25
Всего смета проекта	тыс. руб.	39 129,90	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44	323 755,49

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.9.3.

Таблица 2.9.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	39 129,90	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600,00	7 648,94	41 827,56	51 094,47	69 813,44
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	39 129,90	75 439,50	121 811,08	152 771,08	153 371,08	161 020,02	202 847,58	253 942,05	323 755,49

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятия предполагается финансировать за счет амортизации ОС, прибыли.
Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- снизить тепловые потери;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить количество перерасчетов за некачественное горячее водоснабжение;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;
- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.10. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.11. Подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.12. Подгруппа проектов перевода потребителей с открытой системы ГВС на закрытую

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.13. Подгруппа проектов строительства новых насосных станций

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

2.14. Подгруппа проектов реконструкции насосных станций

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.15. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет источников ПАО «Т Плюс»)

Мероприятия, относящиеся к данной подгруппе настоящей Схемой теплоснабжения не предусмотрены

2.16. Подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет средств администрации МО г. Медногорск)

Оценка финансовых потребностей для строительства и реконструкции ЦТП

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции ЦТП:

- Техническое перевооружение ЦТП №7
- Техническое перевооружение оборудования ЦТП

Обобщенные сведения о финансовых потребностях для реализации мероприятий приведены в табл. 2.16.1.

Таблица 2.16.1

Мероприятия	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
Автоматизация ЦТП, г. Медногорск	тыс. руб.	7 254,540	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7 254,54
Техническое перевооружение ЦТП №7	тыс. руб.	3 000,000	2 276,400	3 499,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8 775,60

Обобщенная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 2.16.2.

Таблица 2.16.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	427,27	94,85	145,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	667,92
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	512,73	113,82	174,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	801,51
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	7 434,54	1 650,39	2 536,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 621,85
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	8 374,54	1 859,06	2 857,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 091,28
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	170,91	37,94	58,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	267,17
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	8 545,45	1 897,00	2 916,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 358,45
НДС	тыс. руб.	1 709,09	379,40	583,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 671,69
Всего смета проекта	тыс. руб.	10 254,54	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16 030,14

Стоимость мероприятий приведена в табл. 2.16.3.

Таблица 2.16.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026-2030 гг.	2031-2035 гг.	2036-2039 гг.
Стоимость мероприятий в прогнозируемых ценах, тыс. руб., с НДС	10 254,54	2 276,40	3 499,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	10 254,54	12 530,94	16 030,14	16 030,14	16 030,14	16 030,14	16 030,14	16 030,14	16 030,14

Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности для строительства и реконструкции ЦТП

Мероприятия предполагается финансировать за счет средств администрации МО г. Медногорск.

Данные о возможном привлечении заемных средств не предоставлены.

Расчет экономической эффективности инвестиций

Общий расчет эффективности инвестиций для ЕТО № 1 приведен в Главе 5 «Мастер-План».

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства и реконструкции ЦТП

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Расчеты ценовых последствий приведены в Главе 14.

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности, возникновению аварийных ситуаций.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

Реализация проекта позволит:

- снизить потребление энергоресурсов;
- повысить надежность, увеличить качество теплоснабжения и качество горячего водоснабжения у потребителя;
- снизить себестоимость тепловой энергии;
- увеличить экономическую и техническую эффективность производства;
- обновить активы городского имущества.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

2.17. Суммарные затраты на реализацию мероприятий ЕТО № 1

Обобщенный перечень затрат на техническое перевооружение объектов, находящихся в зоне действия ЕТО № 1 приведен в табл. 2.17.1.

Таблица 2.17.1. Суммарные затраты ЕТО № 1 на мероприятия по техническому перевооружению

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.									
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035	2036-2039	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
ЕТО №1											
1	Строительство новых источников тепловой энергии, замещающих Медногорскую ТЭЦ	0	7 348,00	186 607,50	199 507,50	0	0	0	0	0	393 463,00
2	Строительство источника тепловой энергии, замещающего котельную №1 в пос. Ракитянка	1 359,60	0	0	16 656,00	0	0	0	0	0	18 015,60
3	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	39 129,90	36 309,60	46 371,58	30 960,00	600	7 648,94	41 827,56	38 210,07	82 697,84	323 755,49
4	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности в целях подключения новых потребителей (финансирование за счет средств администрации МО г. Медногорск)	10 254,54	2 276,40	3 499,20	0	0	0	0	0	0	16 030,14
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		50 744,04	45 934,00	236 478,28	247 123,50	600,00	7 648,94	41 827,56	38 210,07	82 697,84	751 264,23

2.18. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения ЕТО № 1

2.18.1. Входные данные для тарифно-балансовой модели.

Индексы-дефляторы

Индексы-дефляторы предусмотренные в утвержденном (одобренном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, *разработанном* в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. N 1234 "О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6598; 2017, N 38, ст. 5627; 2018, N 19, ст. 2737; N 50, ст. 7755) (далее - индексы-дефляторы, прогноз социально-экономического развития Российской Федерации).

Прогноз динамики изменения индексов-дефляторов приведен в табл. 1.5.1.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определены правила установления предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность) в поселениях, городских округах, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения:

«5.1. В поселениях, городских округах, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, предельные уровни цены на тепловую энергию (мощность) устанавливаются для каждой системы теплоснабжения. Определение и установление (пересмотр) предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность) производится органом регулирования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. N 1562 "Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)".»

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. N 1562 определяет сроки утверждения предельного уровня цены на тепловую энергию и особенности его календарной разбивки:

«44. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается органом регулирования до начала очередного расчетного периода регулирования, но не позднее 15 ноября года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования.»

45. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) вводится в действие с начала очередного года на 12 месяцев, за исключением случаев, установленных Правительством Российской Федерации.

46. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается с календарной разбивкой по полугодиям исходя из непревышения величиной предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в первом полугодии очередного расчетного периода регулирования величины предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) во втором полугодии предшествующего расчетного периода регулирования на 31 декабря. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается органом регулирования на первое полугодие очередного расчетного периода регулирования равным предельному уровню цены на второе полугодие предшествующего расчетного периода регули-

рования (за исключением первого полугодия первого расчетного периода регулирования). Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), утверждаемый органом регулирования на второе полугодие очередного расчетного периода регулирования, определяется в соответствии с разделами I и II настоящих Правил, в том числе с учетом прогнозных индексов роста цены на газ со второго полугодия очередного расчетного периода регулирования при утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает газ.

Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на первое полугодие первого расчетного периода регулирования определяется в соответствии с разделами I и II настоящих Правил с учетом прогнозных индексов на расчетный период регулирования, при этом в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает газ, - с учетом прогнозных индексов роста цены на газ в первом полугодии очередного расчетного периода регулирования.»

Решение об установлении предельного уровня цены на тепловую энергию включает в себя:

«а) величину предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (с указанием величины предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с НДС и без НДС);

б) дату введения в действие предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)».

Протокол заседания правления (коллегии) органа регулирования (далее - протокол) включает в том числе:

«а) величину предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (с указанием величины предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с НДС и без НДС) (рублей/Гкал);

б) параметры, установленные технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, которые использовались при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), с указанием вида топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения (по составляющим предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающим компенсацию расходов при производстве тепловой энергии);

в) объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, использованный при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (тыс. Гкал);

г) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии (рублей/Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

- фактической цене на вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, с учетом затрат на его доставку с указанием использованных источников информации (рублей/т.н.т., рублей/тыс. куб. метров);

- низшей теплоте сгорания вида топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения (ккал/куб. метров, ккал/кг н.т.);

- значениях прогнозных индексов роста цены на топливо;

- наименовании организации с наибольшим объемом поставляемого, транспортируемого газа (при утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает газ);

д) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепло-

вых сетей (рублей/Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

- величине капитальных затрат на строительство котельной (тыс. рублей);
 - температурной зоне и сейсмическом районе, к которым относится поселение или городской округ, на территории которого находится указанная система теплоснабжения;
 - расстоянии от границы системы теплоснабжения до границы ближайшего административного центра субъекта Российской Федерации с железнодорожным сообщением (км);
 - отнесении поселения или городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, к территории распространения вечномёрзлых грунтов;
 - величине капитальных затрат на строительство тепловых сетей (тыс. рублей);
 - величине затрат на технологическое присоединение (подключение) к электрическим сетям с указанием использованных источников данных (тыс. рублей);
 - величине затрат на подключение (технологическое присоединение) котельной к централизованной системе водоснабжения и водоотведения с указанием использованных источников данных (тыс. рублей);
 - величине затрат на подключение (технологическое присоединение) к газораспределительным сетям с указанием использованных источников данных (тыс. рублей);
 - стоимости земельного участка для строительства котельной (тыс. рублей), а также удельной стоимости земельного участка с соответствующим видом разрешенного использования (тыс. рублей/кв. метров) с указанием источников данных, использованных при расчете удельной рыночной стоимости земельного участка или удельной кадастровой стоимости земельного участка;
 - норме доходности инвестированного капитала, а также значении ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации;
 - значениях прогнозных индексов цен производителей промышленной продукции;
- е) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов (рублей/Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

- величине расходов на уплату налога на прибыль от деятельности, связанной с производством и поставкой тепловой энергии (мощности) (тыс. рублей), и величине ставки налога на прибыль от указанной деятельности;
 - величине расходов на уплату налога на имущество (тыс. рублей) и величине ставки налога на имущество;
 - величине расходов на уплату земельного налога (тыс. рублей), величине ставки земельного налога и величине кадастровой стоимости земельного участка (тыс. рублей);
- ж) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию прочих расходов при производстве тепловой энергии (рублей/Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:
- величине расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной и тепловых сетей в базовом году (тыс. рублей);
 - величине расходов на электрическую энергию на собственные нужды котельной в базовом году (тыс. рублей), включая сведения о наименовании гарантирующего поставщика и среднеарифметической величине из значений цен (тарифов), определяемых гарантирующим поставщиком (устанавливаемым органом регулирования - для технологически изолированных территориальных энергетических систем), в базовом году (рублей/кВт.ч);

- величине расходов на водоподготовку и водоотведение котельной в базовом году (тыс. рублей), включая сведения о наименовании гарантирующей организации в сфере холодного водоснабжения, гарантирующей организации в сфере водоотведения и величине действующих на день окончания базового года тарифа на питьевую воду (питьевое водоснабжение) и тарифа на водоотведение, установленных для указанных организаций (рублей/куб. метров);

- величине расходов на оплату труда персонала котельной в базовом году, включая величину расходов на уплату страховых взносов (тыс. рублей);

- величине иных прочих расходов при производстве тепловой энергии котельной, включая величину расходов на утилизацию и размещение золы и шлака и на плату за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и сведения об экономическом районе, в котором расположена система теплоснабжения, для котельной с использованием угля (тыс. рублей);

- з) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов по сомнительным долгам (рублей/Гкал);

- и) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических индексов от прогнозных, используемых при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (рублей/Гкал), включая:

- величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо (рублей/Гкал), а также фактическую цену на вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, используемую при расчете фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо (рублей/тыс. куб. метров);

- величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов, а также фактические ставки налогов (рублей/Гкал), используемые при расчете фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов.»

Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. N 1562 определено:

«55. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, ниже или выше тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на день окончания переходного периода, установленного Федеральным законом "О теплоснабжении", то предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) определяется в соответствии с пунктами 57 - 62 настоящих Правил.

В случае если в системе теплоснабжения на день окончания переходного периода предусмотрена дифференциация тарифов на тепловую энергию (мощность) с разбивкой по категориям потребителей, предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), определенный в соответствии с разделом II настоящих Правил, сопоставляется с тарифами на тепловую энергию (мощность) с учетом указанной дифференциации.

При этом орган регулирования ежегодно рассчитывает предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в соответствии с разделом II настоящих Правил и в соответствии с пунктами 44 - 54 настоящих Правил, утверждает и публикует эти сведения в качестве индикативного уровня (далее - индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) с учетом особенностей, установленных в пункте 56 настоящих Правил для сроков утверждения и опубликования индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) впервые.»

Теплоснабжающие организации, потребители тепловой энергии в течение 15 календарных дней со дня опубликования указанного проекта решения вправе направить в орган регулирования свои предложения к проекту решения об утверждении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с их обоснованием, в том числе с указанием целей, задач и проблем, на решение которых они направлены, а также иную информацию, которая, по мнению лиц, направляющих указанные предложения, может являться их обоснованием

В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, ниже тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на день окончания переходного периода, установленно-го Федеральным законом "О теплоснабжении", то предельный уровень цены утверждается равным такому тарифу. Такое решение действует до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) станет равным тарифу на тепловую энергию (мощность), действующему на день окончания переходного периода.

В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, выше тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на день окончания переходного периода, установленно-го Федеральным законом "О теплоснабжении", то предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается органом регулирования на основании графика поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с разделом II настоящих Правил (далее - график поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)), в соответствии с пунктами 59 - 62 настоящих Правил, но не ниже тарифа на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, действовавшего на день окончания переходного периода.

График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) однократно утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок не более 5 лет (не более 10 лет - в случае, установленном пунктом 60.1 настоящих Правил) и в последующем изменению не подлежит.

График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок более 5 лет и не более 10 лет в случае, если в ценовой зоне теплоснабжения одновременно выполняются следующие условия:

а) видом топлива, использование которого преобладает в ценовой зоне теплоснабжения в соответствии со схемой теплоснабжения поселения, городского округа, отнесенных к ценовой зоне теплоснабжения, является уголь;

б) наличие в ценовой зоне теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения поселения, городского округа, отнесенных к ценовой зоне теплоснабжения.

Орган регулирования вправе увеличить величину капитальных затрат на строительство тепловых сетей в базовом году и базовую величину затрат на подключение (технологическое присоединение) к газораспределительным сетям, в одном из следующих случаев:

за последние 15 лет, предшествующих первому расчетному периоду регулирования, в соответствующей системе теплоснабжения были реализованы проекты строительства тепловых сетей (проекты подключения (технологического присоединения) к газораспределительным сетям) и затраты на реализацию таких проектов превышают в сопоставимых ценах величину затрат, определяемую в соответствии с пунктами 21 и 22 настоящих Правил;

сметная стоимость проекта строительства тепловых сетей (проекта подключения (технологического присоединения) к газораспределительным сетям) в соответствующей системе теплоснабжения, превышает в сопоставимых ценах величину затрат, определяемую в соответствии с пунктами 21 и 22 настоящих Правил соответственно, вследствие градостроительных особенностей проектирования и строительства тепловых (газораспределительных) сетей в поселении, городском округе, на территории которых находится система теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, в отношении которых определена одна единая теплоснабжающая организация, предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) рассчитывается единым для всех систем теплоснабжения в рамках одной *зоны* деятельности единой теплоснабжающей организации, если такой *предельный уровень цены* предусмотрен в совместном обращении исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и единой теплоснабжающей организации в Правительство Российской Федерации об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения.

При расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для зоны деятельности единой теплоснабжающей организации установленные в соответствии с настоящими Правилами формулы и технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей применяются для систем теплоснабжения, входящих в указанную зону.

2.18.2. Выводы по результатам расчетов тарифно-балансовой модели

Источники инвестиций мероприятий в зоне ЕТО № 1 представлены в табл. 2.18.1.

Таблица 2.18.1

Стоимость проектов	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 - 2030	2031- 2035 гг.	2036- 2039 гг.
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Проекты ЕТО № 1										
Всего стоимость про-ектов	тыс. руб.	50 744,04	45 934,00	236 478,28	247 123,50	600,00	7 648,94	41 827,56	38 210,07	82 697,84
Всего стоимость про-ектов накопленным итогом	тыс. руб.	50 744,04	96 678,04	333 156,32	580 279,82	580 879,82	588 528,76	630 356,32	668 566,39	751 264,23
Источники инвестиций, в том числе:	тыс. руб.	50 744,04	45 934,01	236 478,28	247 123,50	600,00	7 648,94	41 827,56	38 210,06	82 697,83
Собственные сред-ства, в том числе:	тыс. руб.	39 786,70	36 381,34	194 149,23	205 936,25	500,00	6 374,12	34 856,30	31 841,72	68 914,86
Амортизация	тыс. руб.	39 673,40	34 002,54	183 836,83	184 395,85	500,00	6 374,12	34 856,30	31 841,72	68 914,86
Средства из прибыли	тыс. руб.	113,30	2 378,80	10 312,40	21 540,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средства за присо-единение потреби-телей	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бюджетные средства	тыс. руб.	2 500,00	1 897,00	2 916,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 - 2030	2031- 2035 гг.	2036- 2039 гг.
		A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15	A+19
Прочие (НДС)	тыс. руб.	8 457,34	7 655,67	39 413,05	41 187,25	100,00	1 274,82	6 971,26	6 368,34	13 782,97
Источники инвестиций нарастающим итогом	тыс. руб.	50 744,04	96 678,05	333 156,32	580 279,82	580 879,82	588 528,77	630 356,33	668 566,39	751 264,22

На основании приведенных данных можно сделать вывод о том, что 99,31% мероприятий будет профинансировано за счет собственных средств.

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Федеральный закон от 21 июля 2005 г. N 115-ФЗ "О концессионных соглашениях".
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
5. Налоговый кодекс РФ.
6. Постановление Правительства РФ от 03.04.2018 № 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
7. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения».
8. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 1007 «О ценообразовании в теплоэнергетике».
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 года № 18 с изменениями от 20.05.2017 г. «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений и сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов
10. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
11. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 212 Минэнерго России от 05.03.2019 г.
12. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".
13. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378 "Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги".
14. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-13-2020 "Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2020. Сборник N 13. Наружные тепловые сети" (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 30 декабря 2019 г. N 916/пр).
15. Свод правил 131.13330.2018 «Строительная климатология». Москва, 2018 г.
16. СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий», актуализированная редакция, 2011 г.
17. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».
18. Свод правил СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 280).